

Energia Elétrica no Brasil Retrospecto e Perspectivas

Como reflexo das transformações ocorridas na estrutura produtiva e no grau de urbanização do país, o consumo brasileiro de energia primária evoluiu, nos últimos 26 anos, a taxas elevadas e bem superiores às da população. Enquanto no período 1970/1996 a taxa média de crescimento demográfico foi de 2,1% ao ano, o consumo total de energia primária cresceu a 4,1% ao ano. Conseqüentemente, o consumo de energia primária por habitante, que em 1970 era de 0,801 toneladas equivalentes de petróleo (tEP), passou para 1,323 tEP em 1996.

INDICADORES RETROSPECTIVOS

Indicadores	Unidade	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1996
População	10 ⁶ hab.	93	105	119	132	145	156	158
PIB (preços constantes 1996=100 - DI)								
Total	10 ⁶ US\$	237.707	384.159	543.795	578.744	635.320	727.522	748.621
Per Capita	US\$/hab.	2.564	3.665	4.586	4.384	4.390	4.668	4.738
Consumo Total de Fontes Primárias de Energia								
Total	10 ³ tEP	74.287	105.481	138.760	171.183	181.080	199.939	209.000*
Per Capita	tEP/hab.	0,801	1,006	1,170	1,297	1,251	1,283	1,323*
Capacidade Instalada de Geração	MW	11.048	20.968	33.472	44.107	53.050	59.036	61.089
Hidráulica (inclui autoprodutores)	MW	8.835	16.316	27.649	37.077	45.558	51.311	53.360
Térmica (inclui autoprodutores)	MW	2.213	4.652	5.823	7.030	7.492	7.725	7.729
Energia Elétrica Disponível	TWh	45,7	79,0	139,2	195,6	249,3	310,7	321,9
Consumo de Energia Elétrica								
Total (c/tarifas especiais,c/autoprodutores)	TWh	38,1	68,2	122,7	173,6	217,6	264,6	272,3
Per Capita	kWh/hab.	411,6	650,4	1.034,9	1.314,8	1.503,9	1.697,8	1.723,4
Total (c/tarifas especiais, s/autoprodutores)	TWh	35,7	64,3	114,2	163,3	205,3	249,9	260,9
Per Capita	kWh/hab.	385,5	613,9	963,7	1237,0	1418,6	1603,5	1651,32
Perdas de Energia	%	16,6	13,7	11,8	11,3	12,7	14,9	15,4
Tarifa Média de Fornecimento (base: mar/97)	US\$/MWh	132,70	144,10	105,10	91,10	78,30	65,10	72,00

Fonte: FGV - Conjuntura Econômica, junho/97; MME - Balanço Energético Nacional 1996; Eletrobrás - Boletins do SIESE

(*) Valores preliminares.

Ao se analisar isoladamente o consumo de energia elétrica verifica-se um crescimento ainda mais intenso. No mesmo período, sua expansão ocorreu à taxa média de 7,9% ao ano, com o consumo per capita evoluindo de 411,6 kWh para 1.723,4 kWh. Esse crescimento foi bastante superior ao da economia que, entre 1970 e 1996, cresceu 4,5% ao ano.

Essa evolução pode ser também identificada no comportamento das elasticidades-renda médias do consumo de energia primária e de energia elétrica no período. Enquanto a elasticidade do consumo de energia primária alcançou 0,90, para a energia elétrica resultou em praticamente o dobro (1,76).

Foi também marcante nesses anos o aumento da eficiência energética global na economia brasileira. A quantidade total de energia consumida por unidade monetária do Produto, também denominada intensidade energética, passou de 0,313 tEP/US\$ mil em 1970, para 0,279 em 1996. Tal ganho de eficiência deveu-se tanto ao progressivo emprego de tecnologias poupadoras de energia, quanto às mudanças na estrutura da matriz energética brasileira, provenientes do deslocamento do uso da lenha, em favor de outros energéticos de maior rendimento como a eletricidade, os derivados de petróleo, o álcool e o gás natural.

Note-se, porém, que as intensidades energética e elétrica do Produto apresentaram comportamentos distintos. Enquanto o primeiro índice diminuiu no período 1970/ 1996, o segundo aumentou de forma

significativa, passando de 0,150 kWh/US\$ para 0,349 kWh/US\$. Na matriz energética brasileira, a participação da eletricidade no consumo final de energia passou de 17% para 39%, suplantando desde meados dos anos 80 a participação dos derivados de petróleo e tornando-se a principal fonte energética do País.

Esse aumento na intensidade elétrica do PIB foi resultado de uma política de desenvolvimento que ampliou e diversificou a base industrial da economia, priorizando o uso de fontes de energia primária disponíveis internamente (energia hidráulica e produtos da cana de açúcar) em substituição a fontes importadas.

O crescimento da participação da eletricidade no consumo final de energia foi possível a partir da implementação de uma vigorosa política de aumento da capacidade de geração. No período 1970-1996, o parque gerador foi quintuplicado e a malha de transmissão, nas diversas tensões, saltou de 42.000 km para 156.000 km.

Essa expansão foi garantida, nas décadas de 70 e 80, por fontes de recursos que combinavam um imposto específico (IUEE), tarifas remuneradoras do investimento e captação de créditos externos. A partir de meados dos anos 80, no entanto, a diminuição do acesso a recursos externos, a extinção do imposto vinculado e a contenção tarifária resultaram na contínua redução da capacidade de investir do setor. Enquanto na década de 70 o ritmo de expansão da capacidade instalada de geração obedeceu à taxa média de 11,8% ao ano, na década seguinte a taxa média baixou para 4,1% ao ano, reduzindo-se ainda mais nos anos 90, quando alcançou 3,3%, deixando de acompanhar as exigências do crescimento do mercado.

A redução substancial dos investimentos no setor, traduzida pelo adiamento e pela paralisação de obras, se refletiu na deterioração de seu padrão de eficiência. Um exemplo desse efeito pode ser medido pelo índice de perdas de energia elétrica que atingiu, em 1996, 15,4% aproximando-se dos valores registrados em 1970. Além disso, o planejamento setorial a partir de 1995, começou a apontar riscos anuais de déficit de energia cada vez maiores.

No biênio 1995-96, com o crescimento do consumo de energia elétrica a taxas bem superiores às projetadas¹, o sistema passou a funcionar próximo a seus limites, fazendo uso inclusive de suas margens operacionais². Em 1996, agravando ainda mais as condições de atendimento, o setor teve que conviver com uma hidrologia desfavorável, em especial nas bacias dos Rios Paranaíba, Grande e São Francisco, onde estão localizados os principais reservatórios de regularização.

No início de 1997, com as abundantes chuvas ocorridas no mês de janeiro, que deixaram os reservatórios com níveis de enchimento entre 80 e 90%, o risco de racionamento foi atenuado para os horários fora de ponta, trazendo os índices para patamares de segurança aceitáveis. Porém, a expansão do consumo permanece superando as previsões, com desvios ainda mais acentuados nos horários de demanda máxima (18 às 20 horas).

Por essa razão, o sistema vem sendo especialmente administrado para atender os requisitos de ponta. Essa situação atingiu seu nível mais crítico às 18h30 do último dia 18 de agosto, ao se registrar um pico de consumo de 40,4 mil MW no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, quando a capacidade efetiva de geração, descontadas as unidades em manutenção era de 42,0 mil MW, o que deixou o sistema com reservas de apenas 3,9%.

As mais recentes informações oficiais sobre as condições atuais de atendimento ao mercado de energia elétrica são apresentadas pelo Informe GCOI/Eletróbrás - Agosto/97, a seguir transcrito:

“ Riscos de blecautes ou racionamentos são mantidos sob controle

O atendimento do mercado de energia elétrica pode ser analisado sob dois enfoques: se a produção de energia é suficiente para suprir permanentemente a carga, evitando racionamentos, ou se a potência

¹ Em 1994, o ciclo de planejamento projetava para o biênio 95/96 um crescimento acumulado do consumo total de energia elétrica de 8,1%. Entretanto, a taxa efetiva de expansão do mercado no período foi de 10,7%.

² Por ser de base hidráulica, o sistema elétrico brasileiro precisa operar com folgas de capacidade que permitam superar problemas operativos que surjam no curto prazo, tais como desvios de previsão de carga, perdas não programadas de geração ou de elementos de rede, entre outros.

disponível é capaz de atender os requisitos da ponta de carga, preservando condições satisfatórias de tensão, frequência e carregamento no Sistema Interligado, evitando, em momentos de máximo consumo, interrupções programadas de cargas. Essas condições são constantemente avaliadas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada, coordenado pela Eletrobrás, possibilitando controlar os riscos de ocorrência de desabastecimento.

Em 1997, as condições de atendimento energético, antevistas com alguma preocupação, no final do ano anterior, foram asseguradas pela ocorrência de chuvas torrenciais em janeiro e por afluições elevadas ao parque hidrelétrico ao longo do primeiro semestre. A recuperação dos níveis dos reservatórios dá ao sistema condições estruturais de atender adequadamente ao mercado de energia também durante 1998.

Quanto à disponibilidade de ponta, ações de coordenação do GCOI/Eletrobrás visando assegurar o atendimento à ponta do sistema, com crescimento da ordem de 6% ao ano, vêm sendo adotadas, como o gerenciamento da demanda de consumidores industriais, a recapacitação de usinas, a coordenação de manutenção entre empresas e o retorno à operação de unidades térmicas paralisadas. Com o intuito de auferir maior segurança operativa, estão sendo implantados esquemas de controle de emergências, adicionalmente aos já existentes, visando manter a integridade do sistema e a continuidade no suprimento da maior parte do mercado, mesmo na eventualidade de ocorrência de contingências múltiplas nas instalações de transmissão. O efeito conjunto dessas medidas, a implantação a partir de 5 de outubro do Horário e Verão e concomitantemente a campanha especial de combate ao desperdício de energia, com enfoque no período de ponta, promovida por orientação do Sr. Ministro de Minas e Energia, no âmbito do PROCEL, deverá permitir manter sob controle até o final do ano, os riscos de ocorrência de cortes de carga, bem como os tão indesejáveis blecautes. Para 1998, ainda que se mantenham as ações de coordenação da oferta e da demanda, as crescentes dificuldades no atendimento à ponta serão contornadas desde que se assegure o cumprimento dos prazos previstos para obras de reforço da rede de transmissão e da expansão da geração.

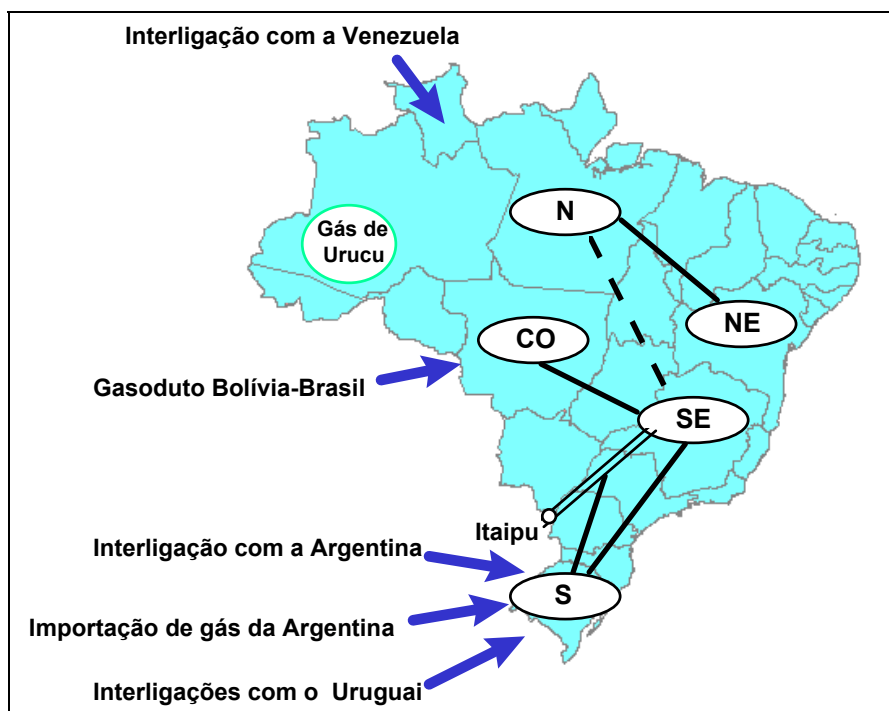
Para 1999, com a concretização das metas de expansão da transmissão e geração estabelecidas pelo Governo, as condições de atendimento do mercado de energia elétrica perderão o atual destaque que hoje têm na vida nacional, deixando de ser motivo de preocupações da sociedade brasileira. ”

PERSPECTIVAS

Assumindo um cenário para os próximos 10 anos em que a economia brasileira crescerá a uma taxa média de 4,8% ao ano, o Plano Decenal de Expansão 1997/2006, elaborado pelo GCPS/Eletrobrás, projeta um aumento de 56,7% na atual capacidade de geração do País, o que representa ampliar o parque instalado, incluindo os autoprodutores, de 61.089 MW em 1996, para 94.766 MW em 2006. O Plano ainda prevê a ampliação do sistema de transmissão em 48.642 km e 96.920 MVA em novas subestações, além da expansão de todo o sistema de distribuição.

Para o cumprimento dessas metas físicas serão exigidos investimentos anuais da ordem de US\$ 7,7 bilhões, os quais, ao contrário do passado, terão que ser em boa parte realizados pela iniciativa privada. Segundo estimativas do próprio setor, a geração interna de recursos não ultrapassará à metade do volume necessário à concretização dos investimentos.

No futuro, além de uma maior participação privada, a configuração do sistema elétrico brasileiro também terá assumido uma estrutura bastante diferente da atual. Isto porque estarão interligados os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, e incorporadas de forma definitiva a geração termelétrica e a integração energética com os países vizinhos.



A capacidade instalada em unidades térmicas aumentará sua participação relativa dos atuais 13% para 19%, sendo viabilizada, em grande medida, pelo uso do gás natural importado da Bolívia e Argentina, e pelo aproveitamento das reservas das Bacias dos rios Juruá e Urucu, no Norte do País.

INDICADORES PROSPECTIVOS*

Indicadores	Unidade	1996	2001	2006
População	10 ⁶ hab.	159,6	173,0	186,4
PIB (preços constantes 1996=100 - DI)				
Total	10 ⁶ US\$	748.621	932.918	1.190.666
Per Capita	US\$/hab.	4.691	5.393	6.388
Capacidade Instalada de Geração	MW	61.089	77.414	94.765
Hidráulica (Inclui autoprodutores)	MW	53.360	63.640	76.647
Térmica (Inclui autoprodutores)	MW	7.729	13.774	18.119
Consumo de Energia Elétrica				
Total (com autoprodutores)	TWh	272,3	355,1	456,3
Total (sem autoprodutores)	TWh	257,6	332,6	424,8
Per Capita (com autoprodutores)	kWh/hab.	1706,1	2.052,6	2.448,0
Perdas de Energia Elétrica (Sistemas Interligados)	%	15,6	11,2	9,9

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1997-2006 - Eletrobrás/GCPS.

(*) Estimativa do Plano Decenal(base de preços atualizada para 1996).

A posição favorável da Argentina, com excesso de capacidade de geração em relação a seu mercado, aliada ao atraso do cronograma brasileiro de ampliação da oferta e ao cenário de expansão do consumo no Brasil são estímulos para uma integração imediata dos sistemas elétricos brasileiro e argentino.

Essa opção é favorecida por uma complementariedade natural na estrutura da oferta de eletricidade dos dois países: de um lado o sistema brasileiro se baseia na geração hidrelétrica, do outro a Argentina possui uma relevante base de geração térmica. Essa diferença entre os sistemas possibilita inverter a direção do fluxo de energia entre os dois países, permitindo intercâmbios vantajosos para esses mercados.

A integração com o sistema energético argentino ocorrerá, num primeiro momento, através da importação de gás natural para abastecimento da usina térmica de Uruguaiana (456 MW), e em seguida pela compra de 1.000 MW de energia firme, a ser suprida por intermédio da interligação dos sistemas de transmissão da UHE Itá e da UHE Garabi, sendo esta última um empreendimento binacional (50% brasileiro) que reforçará essa integração a partir de 2004.

O intercâmbio de energia do Brasil com os países limítrofes não estará limitado apenas à Argentina. Também está sendo negociada a compra de 70 MW do Uruguai, a serem supridos pela interligação entre a conversora de frequência de Rivera, no Uruguai e a subestação de Santana do Livramento, no Rio Grande do Sul. Em seguida, as negociações apontam para a possibilidade de importação de mais 300 MW do Uruguai.

O gasoduto Bolívia-Brasil consolidará a integração com países vizinhos e possibilitará a implantação de 9 usinas termelétricas, o que deve agregar até o ano de 2003 cerca de 2.700 MW ao Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, assim distribuídos:

Usinas	Localização	Potência (MW)	Ano de Operação
Corumbá I-1	MS	75	1999
Cuiabá I-1	MT	110	1999
Corumbá I-2	MS	75	1999
Campo Grande I	MS	300	1999
Cuiabá I-2	MT	340	1999
Gás Bol - 1	RJ	450	1999
Gás Bol - 2	SP	450	1999
Gás Bol - 3	RJ	450	2003
Gás Bol - 4	SP	450	2003

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1997-2006 - Eletrobrás/GCPS

No Norte do país, esta integração se completa através da interligação com o sistema elétrico venezuelano pela construção de linha de transmissão a partir da UHE Guri, como ponto de importação de energia elétrica para abastecer o mercado de Boa Vista - RR (200 MW).

Equipe Responsável

Edna Maria B. Gama Coutinho - Gerente (GESET 1/AI)

Antonio Claret Silva Gomes - Engenheiro

Eliada A.S. Teixeira Faria - Economista

Heloísa Helena de Oliveira Fernandes - Contadora